Office national de l'énergie

National Energy Board

Prévisions à court terme concernant la productibilité de **gaz naturel** *dans* le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, *2002-2004*

Évaluation du marché de l'énergie • décembre 2002

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2002
représentée par l'Office national de l'énergie

N° de cat. NE23-82/2002F
ISBN 0-662-88173-7

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Exemplaires disponibles sur demande auprès du :
Bureau des publications
Office national de l'énergie
~~444~~, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courrier électronique : publications@neb-one.gc.ca
Télécopieur : (403) 292-5503
Téléphone : (403) 299-3562
1-800-899-1265

En personne, au bureau de l'Office :
Bibliothèque
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 2002 as represented by the National Energy Board

Cat. No. NE23-82/2002E
ISBN 0-662-33264-4

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:
Publications Office
National Energy Board
~~444~~ Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: (403) 292-5503
Phone: (403) 299-3562
1-800-899-1265

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Printed in Canada

TABLE DES MATIÈRES

Liste des figures et des tableaux ii

Liste des abréviations et unités de mesure iii

Avant-propos iv

Tour d'horizon v

Chapitre 1 : Introduction 1

Chapitre 2 : Production historique et activités de forage

2.1 Zones gazières du BSOC 2
2.2 Production historique 4
2.2.1 Production par région géographique 4
2.2.2 Production selon l'année de raccordement 5
2.3 Activités de forage et raccordements 5

Chapitre 3 : Caractéristiques de production

3.1 Méthode d'analyse de la diminution 8
3.2 Tendances de la productivité initiale dans le BSOC 8
3.3 Tendances à la baisse de la production dans le BSOC 9
3.4 Caractéristiques de production d'un raccordement type, selon la région 10

Chapitre 4 : Perspectives de productibilité

4.1 Productibilité future 12
4.2 Perspectives de productibilité 12

Chapitre 5 : Résumé et conclusions 14

Glossaire 16

Figures

2.1 Évolution de l'offre de gaz dans le BSOC 2
2.2 Zones gazières du BSOC 3
2.3 Production de gaz commercialisable dans le BSOC par région géographique 4
2.4 Production de gaz commercialisable dans le BSOC selon l'année de raccordement 5
2.5 Nombre de raccordements de puits de gaz dans le BSOC par année 7

3.1 Productivité initiale moyenne par raccordement, selon l'année de raccordement 9
3.2 Taux moyens de diminution dans le BSOC, selon l'année de raccordement 10

Tableaux

3.1 Caractéristiques de production de raccordements types 11

4.1 Perspectives de productibilité dans le BSOC 13

Abréviations

BSOC	Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
C.-B.	Colombie-Britannique
C.-O.	Centre-Ouest
ÉME	Évaluation du marché de l'énergie
ÉMGN	Évaluation du marché du gaz naturel
MCC	Méthode de calcul axée sur les conditions du marché
MGH	Méthane des gisements houillers
N.-E.	Nord-Est
N.-O.	Nord-Ouest
ONÉ	Office national de l'énergie
PSAC	Petroleum Services Association of Canada
S.-E.	Sud-Est
S.-O.	Sud-Ouest

Unités de mesure

Préfixe	Facteure de multiplication	Symbole
kilo-	10^{3}	k
méga-	10^{6}	M
giga-	10^{9}	G
téra-	10^{12}	T
péta-	10^{15}	P
exa-	10^{18}	E

m^3/j	= mètres cubes par jour
$10^3 pi^3$	= millier de pieds cubes
$10^6 pi^3$	= million de pieds cubes
$10^9 pi^3$	= milliard de pieds cubes
Tcf	= billion de pieds cubes
$10^3 pi^3/j$	= millier de pieds cubes par jour
$10^6 pi^3/j$	= million de pieds cubes par jour
$10^9 pi^3/j$	= milliard de pieds cubes par jour
GJ	= Gigajoules (10^9 joules)

AVANT-PROPOS

Dans le cadre de son mandat de réglementation, l'Office national de l'énergie (l'« Office » ou l'« ONÉ ») surveille en permanence l'offre des produits énergétiques au Canada (notamment l'électricité, le pétrole, le gaz naturel et les liquides du gaz naturel) ainsi que la demande de produits énergétiques canadiens, tant sur le marché intérieur que sur les marchés d'exportation.

L'ONÉ a adopté en 1987 la Méthode de calcul axée sur les conditions du marché (MCC) pour évaluer les demandes de permis à long terme d'exportation de gaz naturel. Il partait ainsi du principe selon lequel le libre jeu des mécanismes du marché permettra en général de satisfaire à la demande canadienne de gaz naturel à des prix équitables. La MCC comporte un volet « audiences publiques » et un volet « surveillance ».

Conformément au volet « surveillance » de la MCC, l'ONÉ doit évaluer en permanence les marchés canadiens de l'énergie. Cette surveillance facilite la publication des rapports *L'Énergie au Canada - offre et demande* ainsi que d'une série de rapports intitulés *Évaluation du marché du gaz naturel* (EMGN). Prenant acte de l'intégration croissante des marchés de l'énergie, l'ONÉ a élargi son programme de contrôle à la fin des années 90 pour inclure des études portant sur l'ensemble des principaux produits énergétiques. Cette expansion a conduit à la mise en œuvre du programme d'*Évaluation du marché de l'énergie* (ÉMÉ) qui a déjà donné lieu à la publication de rapports sur le gaz naturel, les liquides du gaz naturel, le pétrole et l'électricité.

La présente ÉMÉ, intitulée *Prévisions à court terme concernant la productibilité de gaz naturel dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, 2002-2004*, examine les facteurs qui influent à court terme sur l'offre de gaz naturel et établit les perspectives de productibilité d'ici à 2004. Elle vise à mieux cerner la situation de l'offre de gaz naturel à court terme en examinant les tendances récentes concernant les caractéristiques de production de gaz naturel dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (le « BSOC ») et en établissant par extrapolation les perspectives de productibilité à court terme. Elle constitue en outre une mise à jour de l'ÉMÉ sur la productibilité à court terme publiée par l'Office en décembre 2000 et intitulée *Prévisions à court terme concernant la productibilité de gaz naturel dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, 2000-2002 (Évaluation du marché de l'énergie - Décembre 2000)*.

Pendant l'élaboration du présent rapport, l'ONÉ a tenu des réunions et des entretiens avec des producteurs de gaz naturel, des sociétés pipelinières, des associations de l'industrie gazière et des organismes gouvernementaux. Leurs commentaires et renseignements sont fort appréciés.

103-01470/

TOUR D'HORIZON

Dans son ÉMÉ de décembre 2000, l'Office déclarait que la productivité initiale d'un puits de gaz type situé dans le BSOC avait diminué, et que les taux de diminution étaient en hausse depuis 1996. Il devenait donc nécessaire selon lui d'augmenter chaque année le nombre de puits en production afin d'accroître la productibilité du BSOC. L'Office prévoyait en outre dans cette évaluation que le nombre de puits de gaz forés en 2002 aurait augmenté d'environ 40 % par rapport à 1999. Cette intensification des activités de forage se traduirait par une hausse de la productibilité totale, qui passerait de 465 $10^3 m^3/j$ (16,4 $10^3 pi^3/j$) en 1999 à 490 $10^3 m^3/j$ (17,2 $10^3 pi^3/j$) en 2001 et à 495 $10^3 m^3/j$ (17,5 $10^3 pi^3/j$) en 2002. L'intensification des activités de forage a en fait légèrement dépassé les prévisions, mais la productibilité qui en a découlé a été moindre que prévu. À la fin de 2001, le BSOC produisait 470 $10^3 m^3/j$ (16,6 $10^3 pi^3/j$) de gaz.

Aux fins de la présente évaluation de la productibilité, l'Office a examiné les mêmes données auxquelles il a ajouté celles des deux années supplémentaires de production, en utilisant pour l'essentiel les méthodes de l'évaluation de décembre 2000. Les **résultats portent à conclure que la baisse de la productivité initiale par raccordement et la hausse des taux de diminution amorcées en 1996 ont persisté jusqu'en 2000. Toutefois, les données portant sur les raccordements de 2001 laissent deviner une stabilisation de la productivité initiale et des taux de diminution aux niveaux mesurés en 2000**. Il découle de cette évolution des caractéristiques de production d'un raccordement type que le nombre de raccordements requis devrait désormais être sensiblement plus élevé qu'il ne l'était en 1996 pour maintenir la productibilité du BSOC.

Encouragée par les prix élevés du pétrole et du gaz pratiqués à la fin de 2000 et au début de 2001, l'industrie a intensifié ses activités de forage en 2001 et foré 11 200 puits de gaz. La baisse des prix du gaz survenue à la fin de 2001 et au début de 2002 a par la suite freiné ces activités, et beaucoup d'associations de l'industrie prévoient aujourd'hui que le nombre de puits de gaz forés en 2002 et en 2003 sera d'environ 9 000 et de 10 000 respectivement. Comme chaque trou de forage peut donner accès à de multiples couches rentables, l'Office estime que les forages prévus donneront lieu à environ 11 000 et 11 500 raccordements en 2002 et en 2003 respectivement. Il prévoit en outre que cette activité continuera de s'intensifier sous l'effet d'une hausse de la demande et que le nombre de raccordements atteindra 12 000 en 2004. Toutefois, ce regain d'activité ne suffira pas à neutraliser l'effet de la baisse de la productivité initiale par raccordement. Compte tenu de ces tendances, **l'Office prévoit que la productibilité du BSOC subira une baisse, passant de 470 $10^3 m^3/j$ (16,6 $10^3 pi^3/j$) à la fin de 2001 à 450 $10^3 m^3/j$ (15,9 $10^3 pi^3/j$) d'ici la fin de 2004**.

L'Office tient par ailleurs à rappeler que ces perspectives ne s'appliquent qu'au BSOC et qu'elles ne sauraient présumer de la production canadienne totale. En outre, elles visent uniquement les sources de gaz classiques et ne prennent pas en compte les possibilités de mise en valeur du méthane des gisements houillers (MGH) ou du gaz de réservoir étanche ni de la quantité de gaz extraite des réservoirs de stockage.

INTRODUCTION

Dans sa précédente évaluation de la productibilité à court terme des sources de gaz naturel, l'ONÉ indiquait que la productibilité du BSOC augmenterait graduellement pour passer d'environ 465 10⁶ m³/j (16,4 10⁹ pi³/j) au début de 2000 à 490 10⁶ m³/j (17,2 10⁹ pi³/j) en 2001 et à 495 10⁶ m³/j (17,5 10⁹ pi³/j) à la fin de 2002, grâce à une augmentation de 40 % des activités de forage. Cette intensification des forages a légèrement dépassé les prévisions; toutefois, la productibilité n'a pas augmenté aussi rapidement que prévu, atteignant en moyenne environ 470 10⁶ m³/j (16,6 10⁹ pi³/j) à la fin de 2001.

La présente ÉMÉ constitue une mise à jour de l'évaluation précédente et s'appuie sur les mêmes méthodes[1]. Le chapitre 2 présente un examen historique de la production de gaz naturel et des activités de forage dans le BSOC. Le chapitre 3 décrit les analyses de la production historique et présente les résultats des analyses sous forme de productivité initiale et de taux de diminution de la production d'un raccordement type. Le chapitre 4 décrit brièvement les techniques utilisées pour déterminer la productibilité future et établit les perspectives de production pour la période 2002 - 2004 en s'appuyant sur les activités de forage prévisibles et sur les raccordements qui en découleront. Le chapitre 5 résume les principales conclusions de l'évaluation.

1 Voir le rapport de décembre 2000 pour une description plus détaillée de l'analyse des données historiques et des techniques de prévision utilisées.

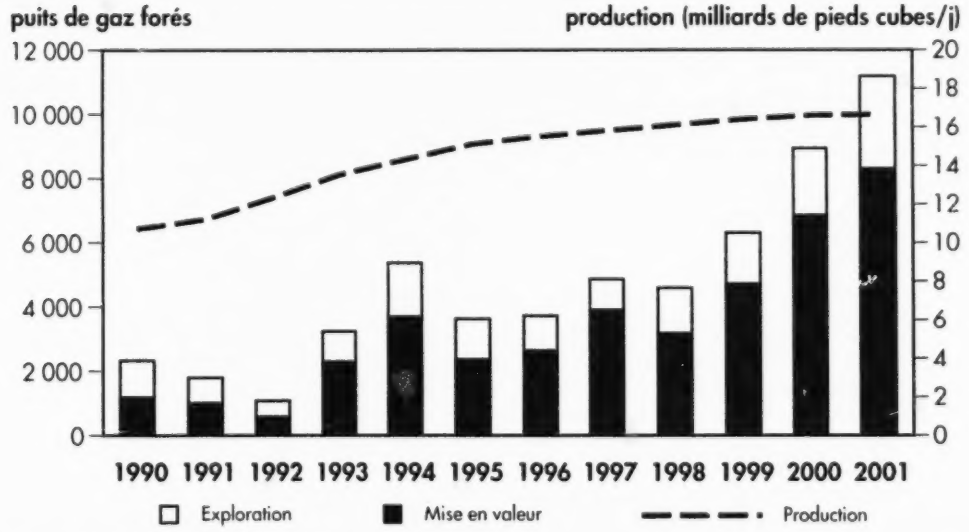
PRODUCTION HISTORIQUE ET ACTIVITÉS DE FORAGE

La production moyenne de gaz naturel du BSOC est passée d'environ 300 10 m³/j (10,6 10 pi³/j) en 1990 à environ 465 10 m³/j (16,4 10 pi³/j) en 1999. Les hausses de la production sont restées modestes depuis 1999, atteignant 470 10 m³/j (16,6 10 pi³/j) en 2001. Ce niveau de production a été atteint au prix d'une multiplication des raccordements de nouveaux puits au cours de la dernière décennie, trahissant une tendance à la baisse de la production par rapport à l'intensification des activités de forage (figure 2.1). Le présent chapitre décrit la production de gaz naturel et les activités de forage et de raccordement au cours de la période 1990 - 2001.

2.1 Zones gazières du BSOC

Le BSOC s'étend sur la majorité de l'Alberta, sur une bonne partie de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan ainsi que sur une partie du Manitoba et des Territoires du Nord-Ouest. La topographie et la géologie de cette vaste région varient considérablement, ce qui influe sur les stratégies d'exploration et de mise en valeur de l'industrie gazière. À titre d'exemple, l'accès aux sites de forage est pratiquement illimité dans les prairies du sud-est du bassin, tandis qu'il est plus difficile dans l'ouest, au pied des Rocheuses. Dans le nord du bassin, où le paysage est souvent dominé par le

Évolution de l'offre de gaz dans le BSOC



Source : Nickles Daily Oil Bulletin et Geoscout for Windows

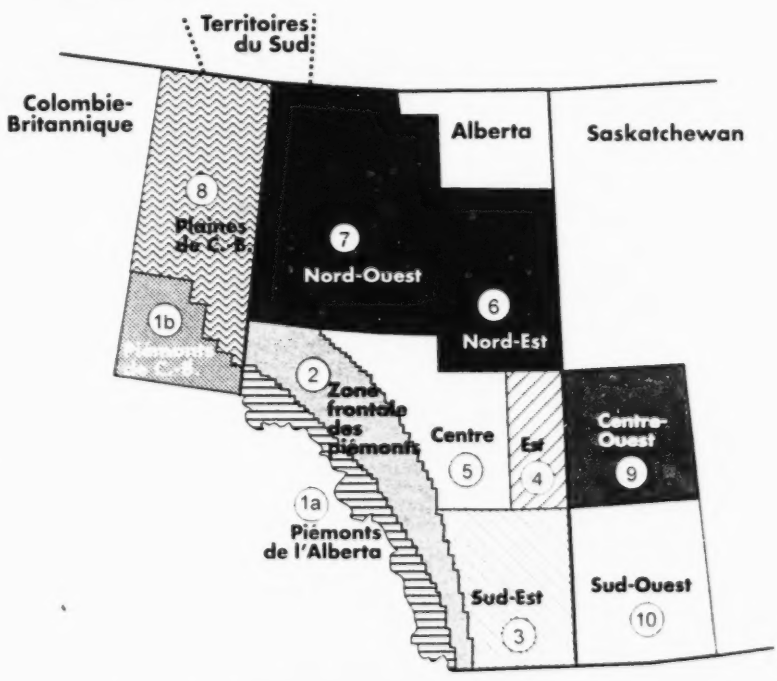
muskeg, les forages doivent avoir lieu l'hiver, lorsque le sol est gelé. Par ailleurs, dans l'ouest du bassin, le nombre de zones écologiques à accès restreint a tendance à être plus élevé. Par conséquent, les dépenses de forage des puits varient en fonction des caractéristiques topographiques. En règle générale, un accès plus restreint entraînera une hausse des coûts de forage et une baisse concomitante du niveau des activités de forage et de mise en valeur.

Les caractéristiques géologiques régionales peuvent également influer considérablement sur les activités et les coûts de forage. Dans le BSOC, les formations géologiques sont orientées vers le sud-ouest de sorte que les profondeurs de forage et la complexité des opérations augmentent d'est en ouest. Ces différences d'accès et de profondeur de forage se traduisent par de très grands écarts des coûts de forage entre les différentes zones du BSOC. Ainsi, un puits peu profond du sud-est de l'Alberta ou du sud-ouest de la Saskatchewan peut coûter moins de 100 000 $, tandis qu'un puits profond foré dans les piémonts peut coûter plus de 10 millions de dollars.

La production et la productivité de chaque puits ont elles aussi tendance à varier selon la région. Les taux de productivité initiaux des puits peu profonds du sud-est de l'Alberta et du sud-ouest de la Saskatchewan s'établissent généralement à 6 10 m³/j (0,2 10 pi³/j), alors que certains puits profonds des piémonts affichent un taux de productivité initiale de 600 10 m³/j (21 10 pi³/j).

Comme les caractéristiques physiques du BSOC varient énormément d'une région à l'autre, il convient de le diviser en plusieurs zones de moindre superficie dont les gisements partagent des caractéristiques similaires, aux fins des analyses de diminution de la production. Pour les besoins du présent rapport, on a divisé le BSOC en zones de production gazière en utilisant en partie les critères établis par la Petroleum Services Association of Canada (PSAC). De plus, la zone des piémonts, telle que désignée par la PSAC, a été subdivisée en deux zones (1a - Piémonts de l'Alberta et 1b - Piémonts de la C.-B.). Enfin, une douzième zone a été établie, soit celle des Territoires du sud (figure 2.2). On a analysé chacune de ces zones séparément afin d'établir pour chacune les perspectives de productibilité. Toute donnée afférente à une zone plus vaste, telle que l'ensemble du BSOC, représente la somme des résultats de toutes les zones qui en font partie.

Zones gazières du BSOC



2.2 Production historique

La production totale de gaz commercialisable extrait du BSOC est passée d'environ 300 $10^3 m^3/j$ (10,6 10 pi $^3/j$) en 1990 à plus de 470 $10^3 m^3/j$ (16,6 10 pi^3/j) en 2001. Les facteurs de cette croissance ont considérablement varié selon la région et l'année de mise en production des puits (année de raccordement).

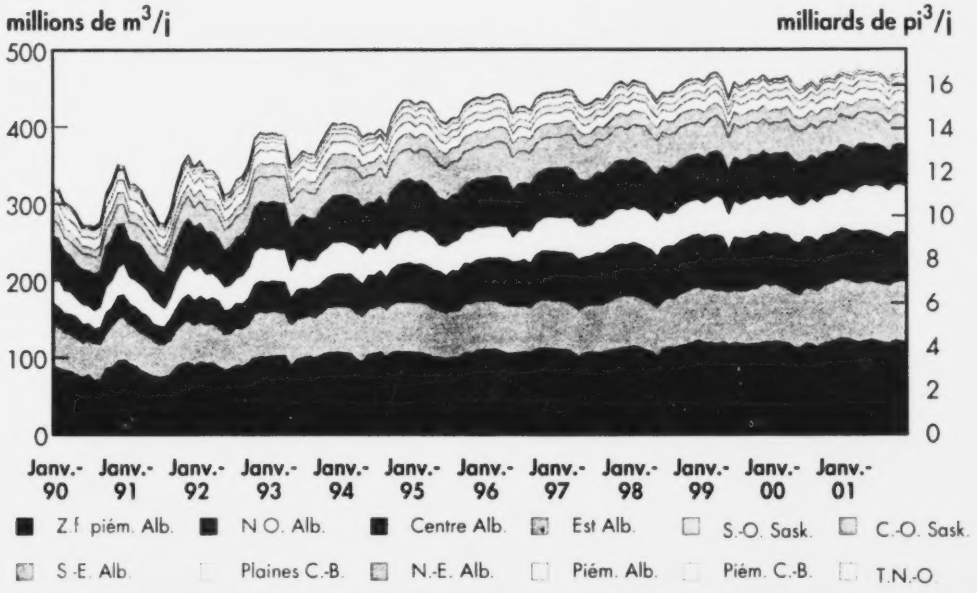
2.2.1 Production par région géographique

Quelque 81 % du gaz produit dans le BSOC en 2001 a été extrait en Alberta, et le reste en Colombie-Britannique (15 %), en Saskatchewan (3 %) et dans les Territoires du Nord-Ouest (1 %). Tel que mentionné dans la section précédente, les caractéristiques de production varient sensiblement selon la région. La figure 2.3 illustre la part de chacune de ces régions dans la production totale du BSOC en 2001.

Environ 70 % du gaz produit dans le BSOC en 2001 a été extrait des quatre premières régions illustrées dans la figure 2.3 . La production de ces quatre régions est en hausse tandis que celle des huit autres est stable ou en baisse. Les plaines de la C.-B. ne constituent pas la principale région productrice, mais elles ont affiché une croissance régulière ainsi qu'une hausse sensible en 2001, à la suite du démarrage de l'exploitation du riche gisement Ladyfern.

Il peut également être intéressant de comparer les régions géographiques sur le plan du coût des forages par puits. Les gisements les moins profonds et dont le coût d'exploitation par puits est le plus faible sont situés dans la portion orientale du bassin : au centre-ouest et au sud-ouest de la Saskatchewan, et au sud-est, à l'est et au nord-est de l'Alberta. En 2001, ces régions ont fourni environ 32 % de la production du BSOC. Les régions à coût d'exploitation intermédiaire - centre et nord-ouest de l'Alberta et plaines de la Colombie-Britannique - représentent 37 % de la production totale du BSOC. Les gisements des régions occidentales du bassin ont tendance à être plus gros et

Production de gaz commercialisable dans le BSOC par région géographique



plus productifs, mais les puits qui y sont forés sont moins nombreux à cause des coûts et des risques plus élevés qu'ils entraînent. La zone frontale des piémonts ainsi que les piémonts de l'Alberta et de la Colombie-Britannique représentent respectivement 26 % et 5 % de la production totale du BSOC.

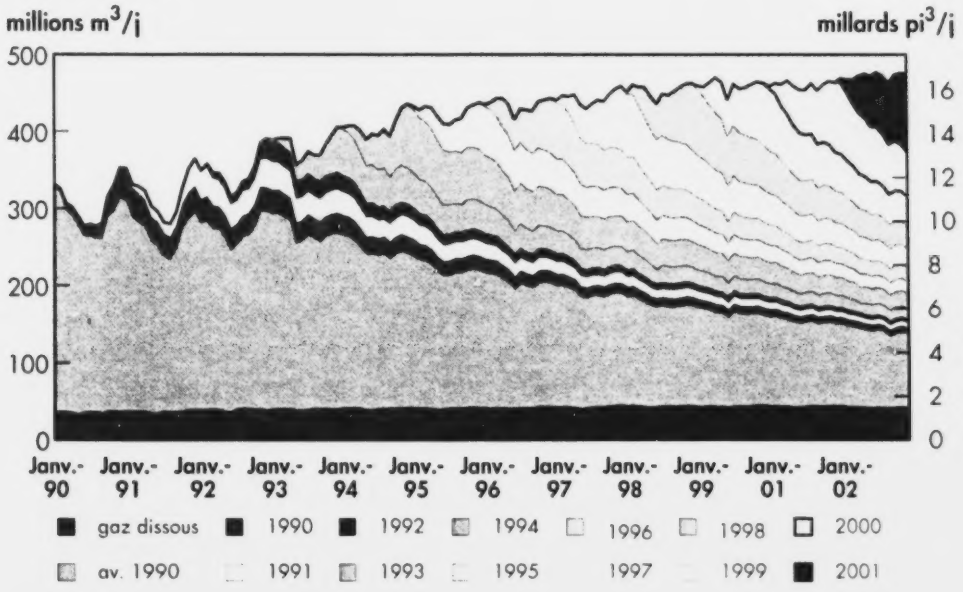
2.2.2 Production selon l'année de raccordement

La figure 2.4 présente les données de production de gaz naturel commercialisable regroupées selon l'année au cours de laquelle les horizons géologiques individuels d'un puits de forage ont été mis en production, c'est-à-dire selon l'année de raccordement. Le regroupement des données selon l'année de raccordement permet de connaître le total de la production et l'évolution des caractéristiques de production dans le temps. Il illustre en outre le lien étroit qui existe entre les activités de forage - et les raccordements qui en découlent - et la productibilité. À titre d'exemple, 50 % de la production de décembre 2001 est attribuable à des horizons géologiques raccordés à compter de 1997. De plus, les courbes sensiblement plus prononcées correspondant aux raccordements récents indiquent que les taux de production de ces raccordements diminuent plus rapidement que ceux des raccordements plus anciens. Par ailleurs, les variations sensibles de la production totale observées de 1990 à 1994 montrent que les réserves productives ne sont pas toujours exploitées à pleine capacité et qu'elles servent plutôt à moduler la production en fonction des fluctuations de la demande saisonnière. La capacité de stockage a été augmentée après 1994, ce qui a permis depuis une exploitation à pleine capacité du BSOC sans fluctuations saisonnières importantes.

2.3 Activités de forage et raccordements

Diverses publications fournissent des estimations du nombre de puits de gaz, des complétions et des raccordements dans le BSOC. Ces estimations sont souvent utilisées pour mesurer le niveau d'activité de l'industrie et la production future. Des termes de sens différents sont parfois employés pour

Production de gaz commercialisable dans le BSOC selon l'année de raccordement



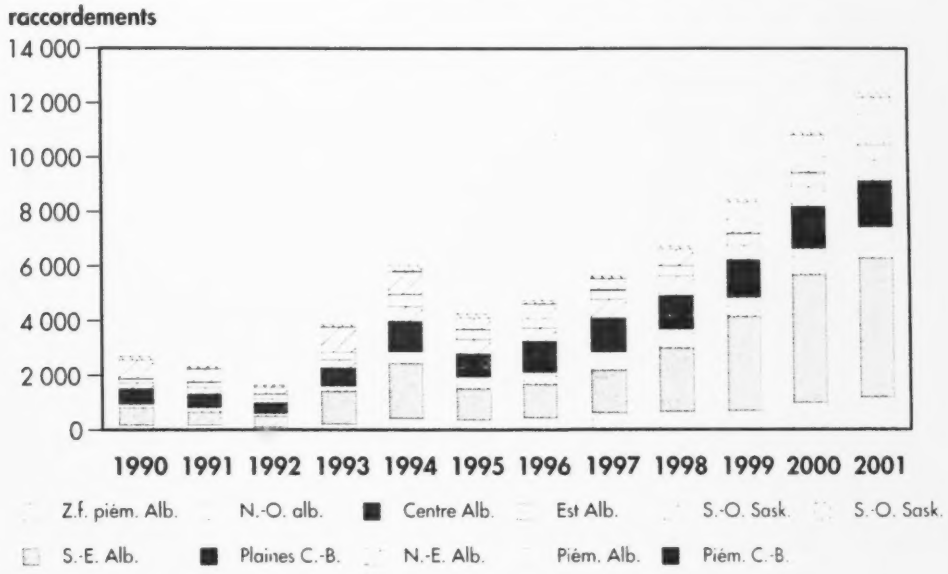
décrire la même réalité, ce qui peut se traduire par des estimations différentes concernant les activités de forage. Dans le présent rapport, le terme « puits de gaz » sert à désigner les valeurs publiées dans *le Daily Oil Bulletin* et qui correspondent en règle générale aux puits comportant un ou plusieurs horizons géologiques capables de produire du gaz naturel.

La détermination de la productibilité future et l'analyse de la production historique sur laquelle elle s'appuie sont fondées non pas sur le nombre de puits, mais sur le nombre de raccordements. Chaque « raccordement » correspond à un horizon géologique dont on peut extraire toute quantité de gaz naturel sans aucune limitation dans le temps. Ainsi, même les horizons dont l'exploitation prévisible ne durerait qu'un mois sont assimilés à un raccordement. Les différences entre le nombre de raccordements et le nombre de puits de gaz varient d'une année et d'une région à l'autre. Par exemple, le nombre de raccordements dans le BSOC dépassait le nombre de puits de 30 % de 1997 à 2000, et de 11 % en 2001, une année record sur le plan des activités de forage. En règle générale, le nombre de raccordements augmente avec le nombre de puits forés, mais il n'a pas été possible de déterminer un rapport précis entre les deux à cause de l'incidence de certains facteurs tels que le temps qui s'écoule entre le moment du forage et celui du raccordement d'un puits. L'Office a appuyé une bonne partie de ses prévisions concernant les raccordements qui résulteront de l'augmentation prévisible des activités de forage en 2003 et en 2004 sur les données de 2000 et 2001.

Les activités de forage sont souvent mesurées d'après le nombre total de puits. Toutefois, compte tenu des variations sensibles du coût et de la productivité des puits du bassin, la comparaison des activités de forage et de la production donnera de meilleurs résultats si elle se limite à des zones géographiques restreintes. En conséquence, pour faciliter les comparaisons de production et de raccordements par région géographique, les raccordements illustrés à la figure 2.5 sont présentés dans le même ordre que les taux de production de la figure 2.3. La figure 2.5 révèle une augmentation rapide du nombre de raccordements au cours de la dernière décennie et montre que ces raccordements se situent en majorité dans les zones à gisements peu profonds et à faible coût d'exploitation de la portion orientale du BSOC. Ces zones renfermaient 67 % des raccordements en 2001, mais leur faible productivité fait qu'elles ne représentent que 32 % de la production totale du BSOC. Par contre, les autres zones du bassin, où les coûts d'exploitation et la productivité des puits sont plus élevés, ne renferment que 33 % des raccordements, mais fournissent 68 % de la production totale du bassin.

1 *Nickle's Daily Oil Bulletin* publié par le Nickle's Energy Group

Nombre de raccordements de puits de gaz dans le BSOC par année



CARACTÉRISTIQUES DE PRODUCTION

Comme il est indiqué dans le chapitre précédent, la productivité varie sensiblement d'un raccordement à l'autre dans le BSOC. Les données historiques donnent également à penser que la production des raccordements récents diminue beaucoup plus rapidement que celle des raccordements plus anciens. Nous décrivons ci-après les techniques d'analyse qui ont permis d'évaluer, à partir des données de production historiques, les changements survenus au fil des ans dans les caractéristiques de production de chacune des régions géographiques du BSOC.

3.1 Méthode d'analyse de la diminution

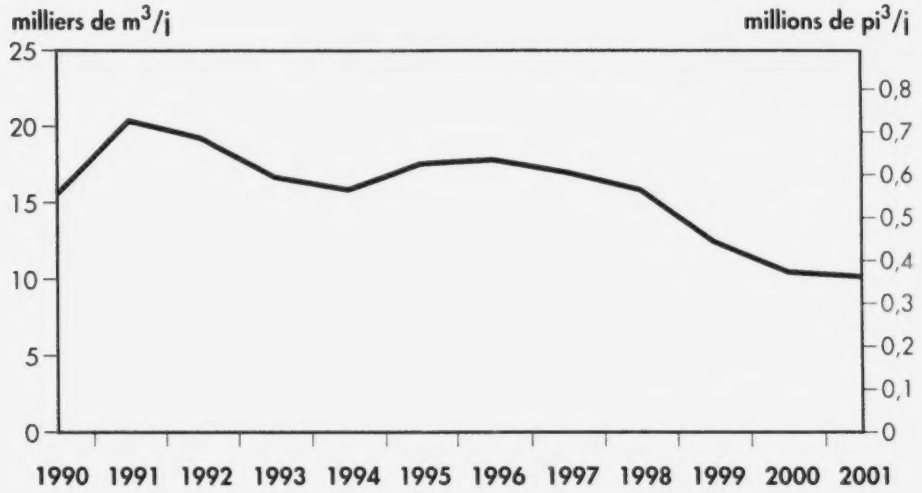
Pour son analyse de la production historique, l'Office a utilisé pour l'essentiel les techniques de l'ÉMÉ de décembre 2000, en s'appuyant cependant sur les raccordements plutôt que sur les puits fructueux. Ce type d'analyse d'un groupe de raccordements permet de déterminer la productivité initiale d'un raccordement type du groupe. Il permet également de calculer le taux de diminution correspondant aux deux premières années de production, et celui correspondant au reste de la durée de vie productive d'un raccordement type du groupe. Cette analyse a été réalisée pour chaque région géographique du bassin. On peut intégrer ces trois paramètres dans une équation exponentielle pour obtenir le profil de production de chaque raccordement type.

3.2 Tendances de la productivité initiale dans le BSOC

L'Office à déterminé la productivité initiale de chaque région géographique. Toutefois, pour les besoins de la démonstration, nous nous bornons à illustrer les valeurs moyennes de la productivité initiale par raccordement du bassin entier, selon l'année de raccordement (figure 3.1). Il convient de souligner que les données de productivité initiale fournies dans le présent rapport sont basées sur les *raccordements* et qu'elles ne sauraient être comparées aux données de productivité initiale des *puits fructueux* (zones géologiques toujours productives un an après le début de l'exploitation) de l'ÉMÉ de décembre 2000. Aux fins de la présente évaluation, on a également utilisé les raccordements plutôt que les puits fructueux pour déterminer la productibilité future. En outre, les données de productivité moyenne de la figure 3.1 ne tiennent pas compte des raccordements extrêmement productifs du gisement Ladyfern, mis en production en 2001. Ce gisement aux caractéristiques de production uniques a été assimilé à une région supplémentaire aux fins des analyses.

La productivité moyenne très inférieure des raccordements récents du BSOC reflète une baisse du potentiel de production des raccordements individuels ainsi qu'une hausse de la proportion des raccordements situés dans les zones à productivité moins élevée comme le sud-est de l'Alberta.

Productivité initiale moyenne par raccordement, selon l'année de raccordement



3.3 Tendances à la baisse de la production dans le BSOC

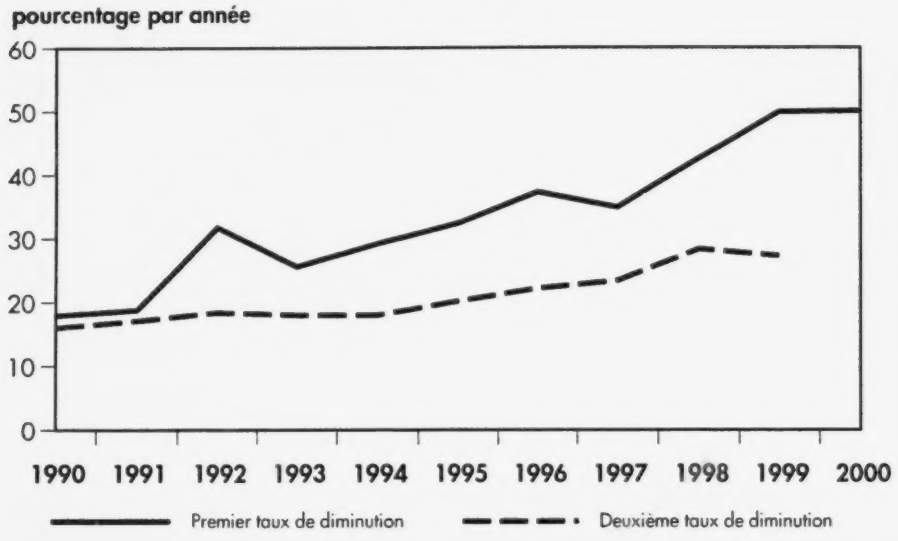
Pour calculer les taux de diminution de la production, l'Office a utilisé une équation exponentielle dont les variables sont la productivité initiale et le *taux de diminution nominal*. On peut représenter le même profil de production à l'aide d'une équation à pourcentage constant dont les variables sont la productivité initiale et le *taux de diminution effectif*. La différence entre le taux nominal et le taux effectif est mince lorsque les taux de production sont faibles, mais elle augmente proportionnellement à la production. À titre de comparaison, des taux de diminution nominaux de 10, 20, 30, 40 et 50 % correspondent respectivement à des taux de diminution effectifs de 9,5, 18,1, 25,9, 33,0 et 39,3.

Des analyses des taux de diminution ont été réalisées pour chaque région du bassin, mais nous limiterons ici encore notre illustration aux valeurs moyennes du taux nominal de diminution dans le BSOC selon l'année de raccordement (figure 3.2). Cette analyse montre que la production des raccordements récents diminue plus rapidement que celle des raccordements plus anciens. Le taux initial de diminution pendant les deux premières années de production atteint 50 %, alors que le taux correspondant au reste de la durée de vie productive des raccordements s'établit à 28 %. La hausse du taux moyen de diminution de la production dans le BSOC est un reflet de la hausse des taux de diminution individuels de chaque raccordement ainsi que du déplacement des activités de forage en faveur des puits de gaz peu profonds du sud-est de l'Alberta, où les raccordements présentent un taux initial de diminution très élevé au cours de leur première année de production.

Il est possible d'estimer le taux global de diminution dans le BSOC en extrapolant à partir des taux de diminution pour chaque année de raccordement. La production des raccordements actuels du BSOC diminue à un taux moyen de 20 % par année (ce taux prend en compte la diminution moins rapide d'un grand nombre de raccordements plus anciens). Pour contrebalancer la diminution globale actuelle du BSOC, il faudrait donc augmenter chaque année la production de gaz de 85 10⁹ m³/j (3 10⁹ pi³/j).

1 Voir la définition des taux de diminution dans le glossaire.

Taux moyens de diminution dans le BSOC, selon l'année de raccordement



3.4 Caractéristiques de production d'un raccordement type, selon la région

La figure 3.1 montre que les valeurs de la productivité initiale des raccordements de 2000 et de 2001 sont semblables, ce qui porte à conclure à une atténuation de la tendance à la baisse de la productivité initiale. La figure 3.2 donne à penser qu'on pourrait également assister à une stabilisation des taux de diminution. Pour les fins du calcul de la productibilité future, on présume que les raccordements des quelques prochaines années présenteront des caractéristiques de production semblables à celles des raccordements récents (tableau 3.1).

La quantité de gaz récupérée avec un raccordement type au cours de sa durée de vie utile dépend de l'effet combiné de sa productivité initiale et du taux de diminution de sa production à partir de sa mise en production. La baisse de la productivité initiale et la hausse du taux de diminution font qu'un raccordement récent typique d'une région géographique donnée ne fournit plus que 25 à 50 % du volume de gaz produit par un raccordement de 1995. La tendance à préférer les zones où le forage est moins coûteux - mais où la productivité par raccordement est moins élevée - contribue à réduire encore plus la productivité moyenne du BSOC. Un raccordement de 2001 produira en moyenne moins de 25 % du volume de gaz produit par un raccordement de 1995. Il existe une corrélation entre les baisses sensibles du volume de gaz récupéré par raccordement et la baisse de l'offre de gaz naturel observée dans le contexte d'une intensification des activités de forage dont il a été question au chapitre 2. Une analyse détaillée des causes de la baisse de la production de gaz par raccordement sortirait du cadre de la présente étude.

Caractéristiques de production de raccordements types

		Premier taux de diminution	Début de la deuxième diminution	Deuxième taux de diminution	Productivité initiale	
Province	**Région**	**Pourcentage**	**Mois**	**Pourcentage**	**$10^3m^3/j$**	**$10^6pi^3/j$**
Alberta	Piémonts	40	24	18	50,0	1,75
	Z.f. piémonts	48	24	26	28,0	1,00
	S.-E.	60	16	26	5,1	0,18
	Est	60	15	28	8,5	0,30
	Centre	60	18	30	11,3	0,40
	N.-E.	27	24	19	7,4	0,26
	N.-O.	42	24	34	17,0	0,60
C.-B.	Plaines*	36	18	20	25,5	0,90
	Piémonts	36	24	24	311,0	11,00
Sask.	C.-O.	41	30	30	7,1	0,25
	S.-O.	52	18	24	2,0	0,07

* À l'exclusion des puits du gisement Ladyfern.

PERSPECTIVES DE PRODUCTIBILITÉ

Le présent chapitre examine les perspectives de productibilité pour la période se terminant à la fin de 2004.

4.1 Productibilité future

La productibilité future de gaz naturel des raccordements situés à l'intérieur d'une région géographique donnée est fonction de la productibilité initiale des raccordements existants, de la diminution normale de la productibilité de ces raccordements à mesure que les réserves s'épuisent, du nombre de nouveaux raccordements et de la productibilité moyenne des nouveaux raccordements. Par conséquent, on peut d'une manière générale exprimer la productibilité future des raccordements par l'équation suivante :

Productibilité future = [productibilité des raccordements existants - diminution] + [profil de production d'un nouveau raccordement type x nombre de nouveaux raccordements]

L'Office a utilisé cette équation pour déterminer la productibilité future des raccordements de puits de gaz naturel.

La production de *gaz dissous* extraits des puits de pétrole est une autre composante de productibilité. Ce gaz est un sous-produit du pétrole. Cette production représente environ 9 % de la production globale du BSOC. Cette production est constante depuis nombre d'années et c'est pourquoi elle a servi à l'extrapolation de la production prévisible future de gaz dissous de chacune des régions géographiques.

Les Territoires du sud et le gisement Ladyfern ont été exclus de la présente analyse de la diminution. Pour ces zones, les prévisions de productibilité sont fondées sur l'hypothèse selon laquelle la production diminuera à partir de son niveau actuel à un taux qui correspondra à la récupération des réserves attribuées.

Les perspectives de productibilité du BSOC correspondent à la somme des valeurs de la productibilité de chacune des régions qui le composent.

4.2 Perspectives de productibilité

Les producteurs ont sensiblement intensifié leurs activités de forage de 1996 à 2001, le nombre de nouveaux raccordements de puits de gaz naturel passant de 4 800 au niveau record de 12 400 au cours de cette période. La baisse des prix du gaz survenue en 2001 et au début de 2002 a par la suite conduit à une réduction des activités de forage. Les associations de l'industrie prévoient que le

nombre de puits forés en 2002 atteindra environ 9 000, ce qui correspondra à peu près au niveau d'activités de forage observé en 2000 et qui avait conduit à environ 11 000 raccordements. Ces associations prévoient en outre une intensification des activités de forage en 2003.

Aux fins de la présente évaluation, on a supposé que les conditions du marché seraient propices au maintien par l'industrie de ses activités de forage en 2002 et à une intensification de l'effort de forage en 2003. L'Office prévoit que ces activités de forage se traduiront par 11 000 et 11 500 nouveaux raccordements en 2002 et en 2003 respectivement. Une hausse de la demande nord-américaine devrait par ailleurs encourager l'industrie à accroître ses efforts de forage en 2004 et à atteindre un niveau d'activités comparable à celui observé en 2001. En conséquence, l'Office estime que le nombre de nouveaux raccordements atteindra 12 000 en 2004. Il prévoit en outre que l'industrie maintiendra la stratégie qu'elle a appliquée au cours des quelques dernières années. On ne s'attend donc pas à un transfert important des activités d'une région à une autre du bassin. Dans un tel contexte, la productibilité devrait afficher une légère baisse, passant de 470 $10^3 m^3/j$ (16,6 $10^6 pi^3/j$) à la fin de 2001 à environ 450 $10^3 m^3/j$ (15,9 $10^6 pi^3/j$) d'ici la fin de 2004. Le tableau 4.1 résume les taux de production atteints en décembre 2001 et les perspectives de productibilité calculées par l'Office pour chacune des régions géographiques du bassin. Ces résultats tiennent compte de la productibilité du gisement Ladyfern, mais ignorent la productibilité possible qui pourrait découler de la découverte d'un autre gisement aux caractéristiques de production semblables. Une telle découverte donnant lieu à des taux initiaux élevés pourrait neutraliser la baisse prévue de la production au cours de la période considérée.

* À l'exclusion de Ladyfern

Perspectives de productibilité dans le BSOC

Année		Production		Productibilité à la fin de l'année					
		Déc. 2001		2002		2003		2004	
Province	Région	$10^6 m^3/j$	$10^6 pi^3/j$	$10^6 m^3/j$	$10^6 pi^3/j$	$10^6 m^3/j$	$10^6 pi^3/j$	$10^6 m^3/j$	$10^6 pi^3/j$
Alberta	Piémonts	14,7	520	14,6	515	14,6	515	14,6	515
	Z.f. piém.	120,4	4 250	118,3	4 175	119,3	4 210	121,1	4 275
	S.-E.	79,3	2 800	79,3	2 800	81,3	2 870	80,7	2 850
	Est	17,6	620	16,3	575	15,6	550	15,6	550
	Centre	51,0	1 800	46,5	1 640	45,0	1 590	45,3	1 600
	N.-E.	35,7	1 260	33,1	1 170	30,2	1 065	27,8	980
	N.-O.	62,3	2 200	56,4	1 990	53,7	1 900	53,5	1 890
C.-B.	Piémonts	7,8	275	11,3	400	11,3	400	11,3	400
	Plaines*	49,6	1 750	53,5	1 890	53,6	1 890	56,4	1 990
	Ladyfern	11,3	400	11,3	400	6,4	225	4,2	150
Sask.	C.-O.	5,1	180	5,0	175	4,8	170	4,8	170
	S.-O.	11,0	390	11,0	390	11,0	390	11,3	400
T.N.-O.		4,2	150	4,0	140	3,5	125	3,3	115
BSOC		470,1	16 595	460,6	16 260	450,4	15 900	450,0	15 885

RÉSUMÉ ET CONCLUSIONS

Malgré le forage d'un nombre record de puits de gaz en 2001 et le démarrage du projet hautement productif Ladyfern, la productibilité de gaz naturel n'a pas augmenté comme l'avait prévu l'ÉMÉ antérieure de l'Office. Cette production inférieure aux prévisions a découlé d'une persistance des tendances relevées dans l'évaluation antérieure des caractéristiques de production. En effet, la baisse de la productivité initiale de chaque raccordement et l'augmentation des taux de diminution observées à partir de 1996 se sont poursuivies jusqu'en 2000. Ces résultats reflètent la baisse de la productivité des raccordements récents enregistrée dans la plupart des régions du BSOC, ainsi que la proportion croissante des raccordements effectués dans les zones à plus faible productivité comme le sud-est de l'Alberta. Toutefois, l'analyse des puits récemment raccordés porte à conclure à une stabilisation des valeurs initiales de la productivité des raccordements de 2001 au niveau affiché en 2000, ainsi qu'à une stabilisation des taux de diminution.

La productivité initiale et le taux de diminution influent sur le volume de gaz récupéré par raccordement et sur la productibilité qui en découle. Par exemple, les raccordements récents ne fourniront que 25 à 50 % des volumes de gaz tirés des raccordements de 1995. La tendance à forer dans les régions à gisements peu profonds caractérisés par une faible productivité par raccordement n'a fait qu'aggraver la baisse de la productivité moyenne des raccordements du BSOC. La production moyenne des raccordements de 2001 sera inférieure au quart de la production moyenne des raccordements de 1995. Il existe une corrélation entre les baisses sensibles du volume de gaz récupéré par raccordement et la baisse de l'offre de gaz naturel observée dans un contexte d'intensification des activités de forage.

Pour contrebalancer la tendance à la baisse de la productivité par raccordement, il faudra forer un nombre croissant de puits pour accroître ou même simplement maintenir la production globale de gaz naturel dans le BSOC. La hausse des dépenses consacrées au forage dans les régions plus productives du bassin ou la découverte d'autres gisements à productivité initiale élevée comme celui de Ladyfern contribueraient par ailleurs à limiter le nombre de puits à forer et le nombre de raccordements à effectuer pour accroître la productibilité dans le bassin.

La baisse du taux de production des raccordements existants influe sensiblement sur la productibilité future du BSOC. Pour neutraliser cette tendance, il faudrait que la production des nouveaux raccordements atteigne chaque année au moins 85 10^3m^3/j (3 10^3pi^3/j), c'est-à-dire 20 % de la production actuelle. Or, depuis plusieurs années, l'atteinte de cet objectif a nécessité une intensification des activités de forage.

Compte tenu de ses estimations concernant le nombre de raccordements, l'Office prévoit maintenant que la productibilité de gaz naturel dans le BSOC pourrait diminuer pour se situer à 450 10^3m^3/j (15,9 10^3pi^3/j) d'ici à la fin de 2004. Il s'agit d'une baisse de 4 %, soit un manque à produire de quelque 20 10^3m^3/j (0,7 10^3pi^3/j) par rapport au taux de production atteint à la fin de 2001. Cette prévision est fondée sur une intensification de l'activité de forage (qui produira 11 000, 11 500 et

12 000 raccordements de puits de gaz en 2002, en 2003 et en 2004 respectivement) et sur les caractéristiques de production actuelles déterminées à partir de l'analyse de la diminution; elle exclut toutefois les hausses possibles de production qui pourraient découler de découvertes supplémentaires importantes comme celle du gisement Ladyfern.

GLOSSAIRE

Année de raccordement	*(connection year)* Année pendant laquelle un puits a été raccordé à un réseau de collecte et de traitement et a commencé à produire.
Gaz commercialisable	*(marketable gas)* Gaz naturel qui a subi un traitement destiné à en extraire les impuretés et les liquides. Ce gaz répond aux normes d'utilisation finale.
Gaz de réservoir étanche	*(tight gas)* Gaz naturel présent dans des gisements à faible perméabilité.
Gaz dissous	*(solution gas)* Gaz naturel dissous dans l'huile à une pression et à une température données dans un réservoir.
Gisement (réservoir)	*(reservoir)* Formation rocheuse souterraine, poreuse et perméable, renfermant un dépôt naturel de pétrole brut, de gaz naturel et de substances connexes délimité par des roches imperméables ou une nappe d'eau.
Méthane des gisements houillers (MGH)	*(coal bed methane)* Méthane extrait des gisements houillers. Le méthane est le principal constituant hydrocarboné du gaz naturel.
Productibilité	*(deliverability)* Quantité de gaz naturel qui peut être extraite d'un puits, d'un réservoir (gisement), d'un réservoir de stockage, d'un champ ou d'un système de production à l'intérieur d'une période donnée.
Productivité d'un puits	*(well productivity)* Quantité de gaz naturel produite par un puits de gaz, dans des conditions normales de production, pendant une période donnée. Le taux est normalement exprimé en milliers de mètres cubes par jour ($10^3 m^3$) ou en millions de pieds cubes par jour ($10^6 pi^3/j$).
Puits de gaz	*(gas well)* Trou de forage comportant un ou plusieurs horizons géologiques capables de produire du gaz naturel.

Puits de gaz complété	*(completed gas well)* Puits ayant subi un essai de pompage et dans lequel a été inséré un tubage, qui est presque prêt à produire mais qui n'a pas encore été raccordé à un réseau de collecte et de traitement.
Puits de gaz fructueux	*(successful gas well)* Expression utilisée dans l'EMF de décembre 2000 ayant trait aux prévisions à court terme concernant la productibilité de gaz naturel dans le BSOC et servant à désigner le nombre d'horizons géologiques capables de produire à la fin de l'année de raccordement.
Raccordement de puits de gaz	*(gas well connection)* Horizon géologique pour lequel on a signalé la production de gaz.
Stockage	*(storage)* Installation ou réservoir dans lequel est emmagasiné le gaz naturel pendant les périodes de faible demande et dont est soutiré le gaz pendant les périodes de forte demande.
Taux de diminution	*(decline rate)* Terme utilisé pour exprimer la diminution du taux de production dans le temps. Il est habituellement exprimé en pourcentage par année. Les acceptions les plus courantes sont le taux nominal de diminution, soit la pente d'une courbe exponentielle du taux de production en fonction de la production cumulative, et le taux effectif de diminution, qui est le complément du ratio du taux de production à la fin d'une année donnée au taux de production au début de la même année.
Tubage	*(casing)* Tuyaux fixés par cimentation dans le trou de forage pour isoler deux zones géologiques l'une de l'autre.